

INFORME CNO 758

Fecha: agosto 1 de 2024

Temas administrativos

1. La Jornada Técnica de Distribución se llevó a cabo los días 23 y 24 de julio del año en curso. Se abordaron temas asociados a la contribución de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER a la flexibilidad y resiliencia de los Sistemas Eléctricos de Potencia-SEP; el uso de nuevas tecnologías para la expansión de los Sistemas de Distribución Local-SDL; incorporación de Recursos de Generación Basados en Inversores-IBR; aplicación de Inteligencia Artificial-IA en la operación de Sistemas de Distribución; y Gestión de la Demanda. Adicionalmente, se contó con la participación virtual de EPRI y el experto internacional Ian Dobson, referente en temas asociados a confiabilidad y resiliencia. Las presentaciones del evento están disponibles en la página web del Consejo.
2. La Jornada Técnica de Transmisión se llevará a cabo los días 22 y 23 de agosto del año en curso en formato presencial, cuyos ejes temáticos son los siguientes: operación de Sistemas Eléctricos de Potencia-SEP con elementos DFACTS; impacto del cambio climático en las redes de transmisión; incremento de la capacidad de corriente en los SEP con la implementación de límites dinámicos de transferencia de potencia (DLR); monitoreo de los sistemas auxiliares en subestaciones del STN; reducción de distancias de seguridad en subestaciones del STN y STR; efectos de los campos electromagnéticos en los activos eléctricos; selectividad en sistemas de protecciones, entre otros.

Adicionalmente, se está organizando un panel con la participación de ISA-INTERCOLOMBIA, ENLAZA, CND, UPME, CREG y la academia (Universidad Javeriana), sobre los riesgos potenciales que están afrontando los transportadores por la invasión de servidumbres, cruces de circuitos y fallas de modo común.

3. El 29 de julio del año en curso se llevó a cabo el taller de Supervisión, donde se trataron los siguientes temas: i) Uso del aplicativo GAO; ii) Informe de Supervisión e iii) Informe de enlaces CND. El video del evento está disponible en la página web del Consejo.

Temas técnicos

4. A continuación, se presentan los temas de mayor relevancia de los Subcomités y Comités:

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- Se presentaron por parte del CND las conclusiones de las reuniones que está llevando a cabo el Operador del Sistema con los agentes propietarios de los dispositivos mSSSC (modular Static Synchronous Series Compensator). Se comentó que se está estructurando un pliego de pruebas para identificar el correcto funcionamiento de los equipos según los parámetros declarados en el marco del Acuerdo 1816. Próximamente se presentará la primera propuesta del borrador de Acuerdo.
- El CND socializó el listado de subestaciones estratégicas del STN por propagación de huecos de tensión, lo anterior para dar señales en la búsqueda del fortalecimiento de los esquemas de protección en dichas barras. Asimismo, se presentó la metodología de cálculo del tiempo crítico de despeje de falla por confiabilidad.
- Se presentó por parte de CENS el Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS en la subárea Norte de Santander por bajas tensiones y elevados niveles de carga ante contingencia sencilla, que involucra la intervención y el monitoreo de equipos en las subestaciones San Mateo y Belén a nivel de 115 kV. El ESPS fue aprobado por el subcomité.

Subcomité de Plantas-SP:

- Se socializó por parte del CND el listado de mantenimientos del sector gas que implican la indisponibilidad de este energético para el sector térmico. Destaca la intervención de la planta de regasificación de Calamarí para el mes de octubre del año en curso (4 días), que representa la salida de 400 MPCD durante dicho periodo.
- El CND mostró el cambio en la Franja de Utilización de Mantenimientos y Pruebas de Generación-FUMP. Se ajustó la misma para considerar la totalidad de la generación disponible, propendiendo por la mayor disponibilidad de potencia en el SIN. Se indicó por parte del CND que están estudiando la forma de incluir las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER en el cálculo de la FUMP, discriminando entre periodos de día y noche.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- Se presentó por parte del CND el seguimiento a los ajustes de los Estabilizadores del Sistema de Potencia-PSS. Se sugirió por parte del CND y el CNO adelantar las acciones para aquellas plantas que tienen una fecha de ajuste superior al año 2025.
- El CND socializó el comportamiento de algunas plantas IBR (generación basada en inversores) que están sincronizadas con el SIN bajo la connotación de pruebas. Algunas de ellas están presentando el fenómeno de cesación momentánea de potencia, el cual no está permitido por la reglamentación (Resolución CREG 060 de 2019). Adicionalmente, algunas plantas conectadas al SIN no están participando en el servicio de regulación primaria de frecuencia para eventos de sobrefrecuencia, y están operando en modos diferentes al de control de tensión.
- Se recomendó por parte del CND el reporte de los modelos de control de los generadores con capacidad mayor a 1 MW, es decir, PSS, AVR y regulador de velocidad, al igual que pruebas de fabricantes. El subcomité analizará la propuesta.

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- Se llevó a cabo reunión SPO-SURER para analizar nuevamente los desbalances energéticos. El CND presentó la metodología de cálculo y la actualización de los valores, contemplando los promedios positivos y negativos, y sin considerar los últimos.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- Por recomendación del Subcomité se expidió la Circular 138 del Consejo, para solicitar a los agentes generadores los potenciales mantenimientos que no están reportados en el Sistema Nacional de Consignaciones-SNC, pero que podrían materializarse y comprometer la disponibilidad de las plantas de generación antes del año 2027. El objetivo es tener en cuenta dichas intervenciones en las simulaciones energéticas y de potencia que realiza el CND en el SDDP y el modelo Orquídea.
- Teniendo en cuenta las señales CND del comportamiento del sistema durante los próximos veranos, considerando escenarios de aportes hídricos deficitarios, se acordó en el Subcomité llevar a cabo análisis similares cada 6 meses (estudio semestral).

- Respecto a la construcción de la Curva de Aversión al Riesgo-CAR, se acuerda estudiar otras opciones para gestionar el riesgo en el SIN, que es de naturaleza hidrotérmica. Dentro las opciones se analizarán el Conditional Value at Risk-CVAR, la Superficie de Aversión al Riesgo-SAR, la minimización del máximo arrepentimiento y la construcción de curvas CAR de manera regional. El objetivo es definir un plan de acción y tomar las acciones específicas antes de recomendar la senda de verano 2024-2025.
- Respecto a los desbalances energéticos, el SPO acordó no considerar desbalances promedio negativos, es decir, continuar con la metodología actual, contemplando una ventana móvil de seis (6) años para su cálculo.
- Se agendará reunión extraordinaria del Subcomité para construir indicadores complementarios al Valor Esperado del Racionamiento de Energía-VERE, Valor Esperado del Racionamiento de Energía Condicionado-VEREC y número de casos con déficit, que evalúen la confiabilidad del SIN en el corto, mediano y largo plazo.

Subcomité de Protecciones-Sprotec:

- La propuesta de actualización del Acuerdo 1749 (requisitos de Protecciones) por modificación del RETIE, fue publicada para comentarios del público en general hasta el 15 de julio del año en curso. Se recibieron comentarios de EPM y CELSIA los cuales fueron incluidos en la versión final del Acuerdo.
 - Respecto al plan de acción sugerido por el Comité de Operación para garantizar el cumplimiento de los requerimientos de protecciones definidos en el Código de Redes y el RETIE, el CND sugirió una hoja de ruta, la cual fue aceptada por el subcomité para trabajar durante el año en curso.
5. Se acordó en el Grupo de Cortocircuito la definición de criterios de priorización de las subestaciones críticas. El listado es el siguiente:
- a. Casos actuales en los que se ha identificado que la subestación supera el 90 % del nivel de cortocircuito.
 - b. Evolución considerando solamente generación sincrónica y expansión de red.
 - c. Evolución considerando generación sincrónica y basada en inversores.
 - d. Todos los proyectos en el marco de la Resolución CREG 075 de 2021 y garantías asociadas.

- e. Nivel de cortocircuito en relación con estándares de capacidad.
- f. Dificultades de intervención para repotenciar los elementos limitantes.

Al respecto, se adicionaron sensibilidades a los criterios b, c, d y f, teniendo en cuenta posibles retrasos en la expansión a nivel de generación y transmisión. En la próxima reunión del grupo se presentará el listado definitivo, se socializará la carta enviada a MINENERGÍA donde se advierte sobre este riesgo, y se gestionará la información faltante por parte de algunos Operadores de Red y Transportadores (AFINIA, ENERGUAVIARE, TRANSELCA y EMCALI).

6. Se convocará a todos los Comités y Subcomités del CNO para agendar una sesión de preguntas respecto a la 5ª versión del Estudio de Flexibilidad del CND. Adicionalmente, el grupo de flexibilidad se reunirá para analizar la propuesta de la Universidad de Antioquia con relación a la contribución de los DER a dicho atributo y el acercamiento del SCOPF (flujo de carga óptimo con restricciones de seguridad) a la realidad operativa.
7. El grupo EDAC-DER sesionó nuevamente. El CND presentó las simulaciones más recientes del comportamiento del SIN ante escenarios de desbalance generación/carga para diferentes niveles de penetración de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER. Se analizó el comportamiento del ROCOF (tasa de cambio de la frecuencia) y NADIR para cada caso estudiado. Adicionalmente, se presentó un referenciamiento internacional de criterios para la revaluación del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC, definición de eventos y la metodología de selección de circuitos.

Finalmente, el CND presentó una propuesta de actualización de criterios para rediseñar el EDAC, la cual fue puesta para comentarios del grupo hasta el pasado 19 de julio del año 2024. Próximamente se citará al grupo para el análisis de comentarios; posteriormente se presentará el documento final a los Comités de Operación, Distribución y CNO, previo envío del mismo a la CREG.

8. Se expidió la Resolución CREG 101 044 de 2024, *“por la cual se ajusta el cálculo de ENFICC de plantas solares fotovoltaicas cuando solo se usa información secundaria”* En ella se redujo la penalización de ENFICC para aquellas plantas que solo cuentan con información de reanálisis, disminuyéndola del 40 al 20 %.
9. Se publicó por parte de la UPME el primer paquete de obras urgentes, el cual está disponible en la página web de la Unidad junto con el documento soporte, donde está la descripción de las obras y el mecanismo normativo para su ejecución.

10. Se expidió la circular 137 del Consejo respecto a la información de riesgos operativos por invasión de servidumbre de circuitos a nivel del STN y STR. El formato solicitado está siendo diligenciado por los transportadores y operadores de red.
11. Respecto a las reuniones de seguimiento de las áreas críticas, se adjunta a este informe las notas de las mismas para conocimiento de todos los miembros del Consejo.
12. Se expidió el proyecto normativo CREG 701 054 de 2024, *“por la cual se establece un programa para la participación de la demanda en la bolsa de energía”*.
13. El Comité de Ciberseguridad avanza en la formulación de un nuevo Acuerdo para el *“Reporte de Incidentes para el Sector Eléctrico”*. Se espera para este mes de agosto tener la propuesta para revisión del Comité de Operación y CNO.
14. El CND presentó los Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo-IPOEMP y Trimestral de Restricciones-ITR, de estos vale la pena destacar:
 - El SIN tiene 158 límites de transferencia (cortes) activos, de los cuales 22 son de emergencia, 20 son de alerta y 35 están asociados a restricciones de cortocircuito.
 - El panorama al año 2025 respecto al nivel de cortocircuito es preocupante, ya que 65 subestaciones del STN y STR tendrán un nivel superior al 90 % de la capacidad de interrupción.
 - Persiste la criticidad de las Subáreas GCM, Córdoba-Sucre, Bolívar, Chocó-DISPAC y Bogotá. En el caso del área Caribe, salvo Atlántico, todos los departamentos de esta zona del país tienen un agotamiento generalizado de la red a nivel del STR; es decir, continúan las instrucciones de racionamiento por parte del CND.
 - Los índices de fortaleza eléctrica de red muestran un límite para la integración de la generación basada en inversores en cada una de las áreas eléctricas del SIN.
 - Tal como se referenció previamente, se estableció un listado de subestaciones críticas a nivel del STN por propagación de huecos de tensión. Asimismo, se listaron los desafíos correspondientes a la operación de redes débiles con la conexión de generación basada en inversores, dentro de los cuales destaca la inestabilidad dinámica en los controles de generación y la dificultad para cumplir con los requisitos de conexión.

- La máxima exportación de potencia hacia Venezuela a través del circuito San Mateo-Corozo 230 kV oscila entre 150 y 250 MW, lo cual depende de la demanda de la subárea Norte de Santander y el factor de potencia de la carga reflejada en Corozo.
 - En el SIN siguen activos 29 Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS.
 - Considerando la totalidad de la expansión a nivel de 500 kV en la subárea GCM, se observan altas tensiones en esta fracción del SIN, ello debido al aporte capacitivo de la nueva red. En este sentido, sería necesaria la programación de unidades de generación para la absorción de potencia reactiva en periodos de baja demanda y bajo intercambio con otras zonas del SIN, e inclusive, operar normalmente abiertos algunos circuitos.
 - En la subárea Meta y el área Occidental se identifican escenarios de “atrapamientos” de generación por la conexión de plantas solares fotovoltaicas y la no entrada en servicio de la expansión de red definida.
 - La entrada en servicio de algunos proyectos de red ocasiona nuevas restricciones en el SIN, como es el caso del segundo transformador Primavera 500/230 kV-450 MVA, que incrementa el nivel de cortocircuito en esta subestación, lo cual ameritaría tomar acciones operativas por parte del CND.
 - Se presentó por parte del CND el plan de obras sugerido a la UPME para el área Oriental. Asimismo, se mostró el tiempo promedio de ejecución de obras en esta fracción del SIN y las principales restricciones del área. Adicionalmente, se socializaron los principales “cortes” naturales y en condiciones de mantenimiento del SIN, donde estos últimos se activan casi nueve (9) veces más que los primeros.
15. En el Comité de Distribución-CD continúa el seguimiento a las acciones pendientes por parte de los Operadores de Red-OR. En el caso de DISPAC el OR presentó dos cronogramas, el primero relacionado a la recuperación de los bancos de compensación capacitiva a nivel del SDL, y el segundo enfocado a las consignaciones para subsanar los problemas de implementación de los estudios de coordinación de protecciones. Respecto a los bancos de compensación, se espera que estos estén en servicio antes del 31 de diciembre del año en curso; con relación a las consignaciones, éstas finalizarán el 25 de agosto del año 2024.

Se sugirió por parte del CD enviar una nueva comunicación a EMCALI, con copia a la SSPD, por incumplimiento reiterativo del Acuerdo 1617.

16. Se hizo un llamado por parte del CND para resolver rápidamente 25 acciones que están vigentes desde hace más de cinco años, y que a la fecha no se tiene claridad sobre su gestión. Por lo anterior, se solicitará un plan de acción a ENERCA, ENEL, ENERGUAVIARE, ISA-INTERCOLOMBIA y TERMOFLORES para corregir estas situaciones.
17. Desde el Comité de Distribución-CD se identificaron situaciones riesgosas para el Sistema, que podrían estar motivadas por el actual esquema regulatorio; por ejemplo, en el parágrafo 3 de la Resolución 148 de 2021 se establece:

"(...) el operador de red deberá ajustar sus procedimientos para cumplir con los acuerdos de supervisión, coordinación y control de la operación en un tiempo máximo de treinta y seis meses (36) contados a partir de la vigencia de la presente resolución (...)".

Esta situación ha generado, según algunos Operadores de Red-OR, eventos de Demanda No Atendida-DNA en varias subáreas operativas por la conexión de plantas IBR, que no son supervisadas aún y que no participan en el control de tensión.

Del balance realizado por el CD se identifican inicialmente más de 90 MW que podrían generar dichos riesgos. Se debe recordar que según la reglamentación actual (Resolución CREG 174 de 2021), los Autogeneradores a Pequeña y Gran Escala con capacidad menor a 5 MW, AGPE y AGGE, no están obligados a participar en el control de tensión y frecuencia.

Por todo lo anterior, el Comité de Distribución recomendó enviar una nueva carta a la CREG advirtiendo sobre dichas problemáticas.

18. En el Comité de Transmisión el CND presentó los impactos generados por eventuales eventos de falla N-K, relacionados a cruces de circuitos entre el STN y STR. Se recomendó por parte del Operador del Sistema la definición de alternativas tecnológicas y habilitadores regulatorios para minimizar los riesgos identificados, como son la construcción de variantes, subterranización de infraestructura, reacomodación de bahías de línea, Esquemas Suplementarios de protección del Sistema-ESPS y reforzamiento de las torres de soporte.

Se acordó hacer esta misma presentación en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE, haciendo especial énfasis en el modelo de propagación de la “cascada”, el cálculo de las probabilidades de cada evento

estudiado, y la misma identificación de cruces a partir del uso de herramientas de inteligencia artificial y georreferenciación.

19. A continuación, se presentan las conclusiones más importantes de la reunión CACSSE 192:

- El CND presentó el panorama energético del SIN, el comportamiento de las principales variables del Sistema, el balance ENFICC/Demanda y el gas requerido para honrar dichos compromisos. Respecto a la Senda de Referencia actual, se definió por parte de MINENERGIA revisar al finalizar el mes de agosto los aportes hídricos y la condición del embalse agregado del SIN, ello para establecer una potencial actualización de la Senda de invierno.
- Se indicó por parte del CND la actual situación de la subárea Bolívar por la indisponibilidad de varios circuitos a nivel de 220 y 66 kV. Teniendo en cuenta que algunas de estas indisponibilidades están motivadas por la modificación de parámetros, producto de las invasiones sobre las servidumbres, MINENERGÍA se comprometió a interactuar con los transportadores y demás entidades gubernamentales del orden nacional, departamental y local, para resolver estructuralmente esta problemática.
- El CND presentó la vulnerabilidad de la generación solar fotovoltaica por la materialización de eventos meteorológicos, como las ondas tropicales, que favorecen la nubosidad y las precipitaciones abundantes. Si bien este tipo de fenómenos no han sido caracterizados aún por el IDEAM, es fundamental estudiarlos y analizarlos en detalle, dado el impacto que podrían tener para la atención segura y confiable de la demanda.

Vale la pena resaltar para algunas plantas, que la producción de este tipo de recursos para los días más nubosos fue menor a su ENFICC verificada, según lo manifestado por el CND. Adicionalmente, se debe recordar que en la pasada subasta del Cargo por Confiabilidad la tecnología predominante fue la solar fotovoltaica.

- El Consejo presentó los principales riesgos identificados que podrían comprometer la seguridad y confiabilidad del SIN, y las necesidades de ajustes normativos urgentes, como la actualización del Código de Redes por parte de la CREG.